عنوان مقاله: مدل مبتنی بر پویایی سیستم برای توسعهٔ ظرفیت تولید برق در کشور

علی محقر[1]، کیان نجف‌زاده[2]

دریافت: ۱۳۹۵/۰۹/۳۰
پذیرش: ۱۳۹۶/۰۵/۱۶

چکیده:

توسعهٔ بخش عرضه از چالش‌های اساسی در حوزهٔ صنعت برق بوده است. برای پاسخ‌گویی به این نیاز و با توجه به پیچیدگی‌های حاکم بر بخش انرژی، نیازمند یک مدل جامع هستیم که بدین‌منظور، رویکرد پویایی سیستم برای بررسی موضوع مناسبت بسیار دارد. در این پژوهش، سعی شده تا با ارائهٔ یک مدل بر مبنای سیستم‌های پویا به مسألهٔ بالا پاسخ داده شود. شیوهٔ عملکرد مدل بر انتخاب فناوری بر اساس تمایل به کم‌ترین هزینهٔ کلی تولید و عرضهٔ واحد برق و پاسخ‌گویی به تقاضای انرژی استوار است. افق ۴۰ سال آینده برای مدل درنظر گرفته شده است تا همهٔ تغییرات و پویایی حاکم بر سیستم واقعی بتواند خود را نشان دهد. مقایسهٔ روندهای تقاضای برق، میزان عرضهٔ سالانهٔ برق به بخش تقاضا و انرژی الکتریکی تولیدی سالیانه و انطباق زیادی که میان آنها وجود دارد، نشان‌دهندهٔ سازگاری مدل با شرایط واقعی است.

کلیدواژه‌ها: پویایی سیستم، تولید انرژی الکتریکی، ترکیب منابع تولید، توسعه سیستم عرضه، مدل‌سازی سیستم‌های انرژی.

۱. استاد دانشکده مدیریت، دانشگاه تهران
amohaghar@ut.ac.ir
۲. دانشجوی دکترای مدیریت (گرایش تحقیقات در عملیات)، دانشگاه تهران (نویسنده مسئول).
Kian_N_z@Yahoo.com

مقدمه

پژوهش‌های مربوط به زمینهٔ انرژی به نخستین شوک نفتی برمی‌گردد که اهمیت بحث سوخت‌های جایگزین مطرح شد. هدف از این پژوهش‌ها، پیدا کردن یک ترکیب بهینهٔ سوختی برای سیستم‌های عرضهٔ انرژی بود. به‌همین منظور، ارزیابی پتانسیل منابع موجود و طراحی فناوری‌های جدید مربوط به انرژی از موضوعات اصلی مدل‌سازی بود. بیش‌ترِ این روش‌شناسی‌ها فقط یک جنبه از مسأله را مانند هزینه‌ها، ضایعات محیطی یا امنیت عرضهٔ انرژی مدنظر داشتند. معمولاً فقط یک بخش اقتصادی مانند مصارف خانگی یا صنعتی تحلیل می‌شد و فقط حامل‌های انرژی نظیر الکتریسیته مدنظر بودند. امروزه برای برنامه‌ریزی و سیاست‌گذاری بخش انرژی از مدل‌های انرژی استفاده می‌شود. این مدل‌ها قادرند تعاملی مطلوب میان اجزای توسعهٔ پایدار (اقتصاد ـ انرژی ـ محیط زیست) برقرار کنند.

مدل‌های عرضهٔ انرژی بر کمینه کردن هزینهٔ عرضهٔ انرژی با توجه به محدودیت‌های فناورانه، مالی و زیست محیطی تمرکز دارند. این مدل‌ها بیش‌تر از روش‌های شبیه‌سازی و بهینه‌سازی استفاده می‌کنند. MARKAL، EFOM و MESSAGE از مدل‌های عرضهٔ انرژی هستند. مدل‌های اقتصادسنجی، مدل‌های اقتصاد کلان، مدل‌های تعادل (توازن) اقتصادی، مدل‌های بهینه‌سازی و مدل‌های شبیه‌سازی از جمله مدل‌های انرژی هستند که بر اساس روش‌شناسی موجود تقسیم‌بندی شده‌اند. مدل‌های اقتصادسنجی روش‌هایی هستند که از روش‌های آماری برای برون‌یابی رفتارهای گذشته بازار و پیش‌بینی آینده استفاده می‌کنند. هدف از مدل‌های اقتصادسنجی، پیش‌بینی هرچه درست‌ترِ آینده، با استفاده از پارامترهای اندازه‌گیری شده است. از معایبی که می‌توان برای این روش بیان کرد، نبودِ گزینه‌های مختلف برای انتخاب فناوری است. در واقع، فناوری‌های ویژه و خاص را به هیچ‌وجه ارائه نمی‌دهند. مدل‌های اقتصاد کلان، روی کل اقتصاد یک جامعه و نیز روی تعاملات میان بخش‌ها تمرکز دارد. بیش‌ترِ مدل‌های اقتصاد کلان، به‌طور خاص روی انرژی متمرکز نمی‌شوند؛ بلکه به‌صورت کلی روی اقتصاد به‌عنوان یک مجموعه تمرکز دارند که انرژی تنها بخشی کوچک از کل این مجموعه است. از این‌رو، عده‌ای مدل‌های اقتصاد کلان را به‌عنوان مدل‌های انرژی قبول ندارند. یکی از معایبی که روش‌شناسی اقتصاد کلان در تشابه با روش‌شناسی اقتصادسنجی دارد، این است که فناوری‌های ویژه و خاص را ارائه نمی‌دهد و همچنین نیازمند سطح بالایی از تخصص است. مدل‌های تعادل اقتصادی بر روی اثرات میان‌مدت تا بلندمدت تمرکز دارند. این مدل‌ها برای مطالعهٔ

بخش انرژی به‌عنوان بخشی از کل اقتصاد به‌کار می‌روند. به‌علاوه، این مدل‌ها بر روی روابط میان بخش انرژی با سایر بخش‌های اقتصادی نیز متمرکز می شوند. به مدل‌های تعادل اقتصادی به‌عنوان مدل‌های تخصیص منابع نیز اشاره می‌شود. مدل‌های شبیه‌سازی مدل‌های توصیفی هستند که بر اساس نمایش منطقی یک سیستم بنا نهاده شده‌اند و هدف‌شان نمایش دوباره و ساده‌سازی شدهٔ این سیستم است. مدل‌های شبیه‌سازی در شرایطی مفید واقع می‌شوند که انجام آزمایش‌ها روی سیستم واقعی ناممکن یا بسیار پرهزینه باشد. عیب مدل‌های شبیه‌سازی این است که به نسبت پیچیده هستند. از این مدل‌ها بیش‌تر برای تحلیل سناریو استفاده می‌شود. مدل‌های بهینه‌سازی به‌منظور بهینه نمودن تصمیمات مرتبط با انرژی استفاده می‌شوند. این مدل‌ها در برنامه‌ریزی‌های ملی انرژی برای تحلیل آیندهٔ سیستم انرژی به کار می‌روند. از جمله معایب این نوع مدل‌ها، نیاز آن‌ها به سطح بالایی از دانش ریاضیاتی است (Bhattacharyya, 2010).

میان حامل‌های انرژی، حامل انرژی برق برای اقتصاد دنیا یک عامل بسیار اساسی است؛ تا آن‌جا که برای تبیین و تعیین وضعیت اقتصادی کشورها و سطح رفاه آن‌ها از شاخص‌های خاصی مانند تولید و مصرف سرانهٔ برق استفاده می‌کنند. رشد تقاضای برق متأثر از عواملی گوناگون است که عبارتند از تولید ناخالص داخلی (GDP)، قیمت حامل‌های انرژی، رشد جمعیت، تغییرات ساختاری در اقتصاد و توسعهٔ صنایع انرژی‌بر و بهبود کارایی. پاسخ‌گویی به این رشد در تقاضا می‌تواند به توسعهٔ بخش عرضه به منظور تأمین این تقاضا بیانجامد. در این روند، به همان نسبتی که تقاضا بالا می‌رود، ظرفیت نصب شده در بخش عرضه نیز افزایش می‌یابد. شاید تنها اثر رشد تقاضا در این حالت، هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری روی نیروگاه‌ها تلقی شود؛ در حالی که تبعات دیگری نیز در این ارتباط وجود دارند. گفتنی است که شاخص مصرف انرژی الکتریکی کشور ایران، رقم بالایی را به خود اختصاص می‌دهد و بنابراین، اقداماتی در خصوص منطقی کردن سطح مصرف برای اجتناب یا کنترل تبعات پیش گفته الزامی است. همچنین، اقداماتی هم باید در زمینهٔ بهبود کارایی انرژی در نیروگاه‌ها با هدف ارتقای راندمان و صرفه‌جویی در مصرف سوخت فسیلی صورت پذیرد (Bhattacharyya, 2010).

عرضهٔ برق شرایط ویژه‌ای دارد که خدمات عرضهٔ برق را در مقایسه با سایر موارد در صنعت منحصربه‌فرد می‌سازد. محصول نهایی باید بلافاصله و به میزان تقاضای مصرف‌کننده تحویل گردد؛ مگر این‌که با سیستم‌های ذخیره‌سازی، بخشی از آن را برای شرایط پرباری شبکه و کمبود در عرضه ذخیره‌سازی نمود. بی‌کفایتی ظرفیت (کمبود) و ظرفیت مازاد (بیکار) اثرات منفی از جنبه‌های فنی، اقتصادی، اجتماعی و زیست‌محیطی را به‌دنبال دارند. بنابراین، برنامه‌ریزی توسعهٔ بخش برق، برای کاهش مخاطره‌های اقتصادی از اهمیتی ویژه برخوردار است. در برنامه‌ریزی

سیستم قدرت که بخشی از یک مسألهٔ کلی‌تر با نام برنامه‌ریزی توسعهٔ اقتصادی و انرژی است که در بالا به آن اشاره‌ای اجمالی شد، هدف تعیین یک راهبرد کمینهٔ هزینه برای توسعهٔ سیستم‌های تولید، انتقال و توزیع در گسترهٔ وسیع برای پاسخ‌گویی به بار پیش‌بینی شده با محدودیت‌های فنی، اقتصادی، زیست محیطی و... است. بنا به دلایلی، برنامه‌ریزی سیستم قدرت اساساً به برنامه‌ریزی توسعهٔ تولید مرتبط می‌شود. اطلاعاتی که لازم است برای توسعهٔ سیستم قدرت جمع‌آوری، ارزیابی و مورد استفاده قرار گیرند، عبارتند از:

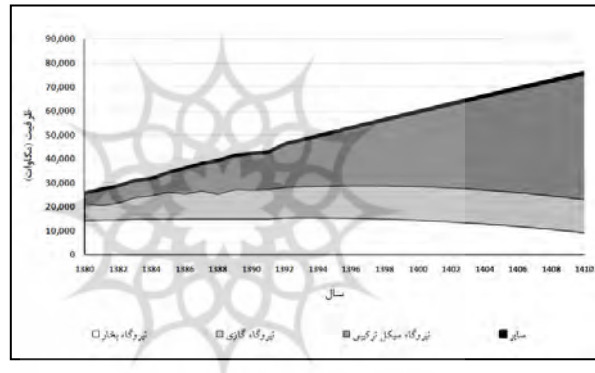
- مطالعه و پیش‌بینی بار با استفاده از اطلاعات مطمئن برای یک دورهٔ زمانی طولانی تا ۳۰ سال آینده؛
- ارزیابی منابع انرژی در دسترس در آینده برای تولید برق و پیش‌بینی روندهای توسعهٔ فنی و اقتصادی؛
- ارزیابی مشخصات فنی و اقتصادی سیستم‌های تولید برق موجود و واحدهایی که می‌توانند برای توسعهٔ سیستم به‌صورت بالقوه مدنظر قرار گیرند. این مشخصات شامل هزینه سرمایه‌گذاری، هزینهٔ سوخت، هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری، کارایی‌ها، زمان‌های احداث و غیره هستند؛
- تعیین مشخصات فنی و هزینهٔ واحدهای موجود برای توسعه؛
- تعیین پارامترهای فنی و اقتصادی که روی تصمیمات اثرگذار هستند. مانند نرخ تنزیل، سطح قابلیت اطمینان سیستم تولید و غیره (International Atomic Energy Agency Vienna,1984).

به‌طور کلی، تعامل بالای اجزا در بخش‌های انرژی به‌صورت علت و معلولی، پیچیدگی بالایی را بر این بخش تحمیل کرده است. عرضه و تقاضای انرژی به‌شدت متأثر از فاکتورهای فناورانه، اقتصادی و زیست‌محیطی است. به‌دلیل زمان‌بَر بودن اجرای پروژه‌های بخش انرژی، کاهش ذخایر سوخت‌های فسیلی، اثرات زیست‌محیطی استفاده از این سوخت‌ها و...، نیاز به ابزارهایی برای سیاست‌گذاری در این بخش و پاسخ‌دهی به مشکلات پیچیده این بخش وجود دارد. ماهیت این بخش به‌گونه‌ای است که در به‌کارگیری رویکردی چون پویایی سیستم‌ها به دلیل لحاظ شدن دیدگاه‌های علت و معلولی در بررسی سیستم‌های پیچیدهٔ پویا و بازخوردها بسیار مستعد است (Najafzadeh, 2008).

روند توسعهٔ بخش عرضه در ایران

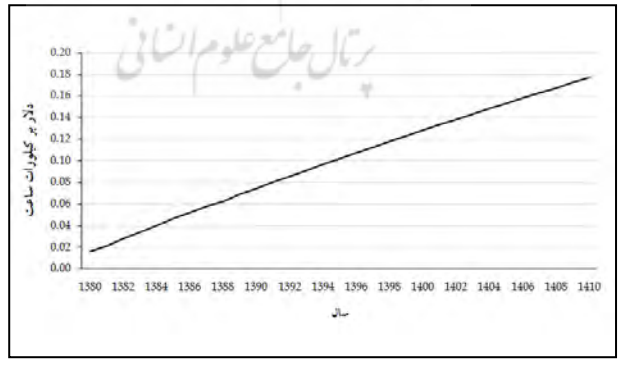
با بررسی آمار و اطلاعات مندرج در اسناد منتشر شدهٔ وزارت نیرو (ترازنامه‌های انرژی سال‌های ۱۳۹۱، ۱۳۹۰، ۱۳۸۶، ۱۳۸۰ و آمارنامهٔ تفصیلی صنعت برق سال ۱۳۹۲) و روند ورود ظرفیت‌های جدید به بخش عرضهٔ برق شکل (۱) را می‌توان ارائه کرد. در این نمودار، براساس روند حاکم در

گذشته، رفتار آتی توسعهٔ بخش عرضه پیش‌بینی و نمایش داده شده است. از روی این روند می‌توان روند تغییرات یک شاخص بسیار مهم را در صنعت برق رصد نمود که این شاخص متوسط هزینهٔ برق تولیدی است و در شکل (۲) نمایش داده شده است. همان‌طور که از شکل (۲) پیداست، هزینهٔ تمام شدهٔ برق در طی سال‌های متمادی در حال افزایش است. به طوری که نرخ رشد آن از سال ۱۳۹۱ به بعد بیش از ۴٪ برآورد می‌شود. در این پژوهش، سعی شده که با ارائه یک مدل پویایی سیستم، وضعیت این شاخص در صنعت برق از طریق ترکیب مناسب فناوری‌های تولید برق، بهبود داده شود؛ به طوری که نرخ رشد یادشده به کم‌تر از ۲٪ برسد. ضمن این‌که با اشاره به مطالب بیان شده در مقدمه و به دور از مسأله و مشکل مطرح شده، یعنی توسعهٔ فزایندهٔ ظرفیت تولید و رشد شاخص هزینهٔ تمام شدهٔ تولید برق، اساساً برای توسعهٔ بخش عرضه نیازمند یک مدل نیز هستیم.



شکل ۱: روند فعلی توسعهٔ حاکم بر بخش عرضه

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی



شکل ۲: روند هزینهٔ تمام‌شدهٔ برق بر اساس وضع موجود (فعلی)

پیشینهٔ پژوهش

روش پویایی سیستم‌ها از نوع مدل‌های شبیه‌سازی است که در این مدل‌ها وضعیت فعلی سیستم با توجه به روندها و رفتارهای گذشته مدل می‌شود تا درک بهتری از رفتار سیستم واقعی حاصل شود. از این روش برای درک رفتار سیستم‌های پیچیده استفاده می‌شود. برخی از پژوهش‌هایی که از این روش در سیستم‌های انرژی و قدرت استفاده شده، به اختصار بدین شرح است.

در مدل علت و معلولی ارائه شده در پژوهشی که توسط وسط داینر، لوپز و آرانگو[1] (۲۰۰۳) صورت گرفته، تولید ناخالص داخلی (GDP)[2] و جمعیت به‌عنوان عوامل برون‌زا در رشد تقاضا و قیمت برق به‌عنوان یک عامل درون‌زا در کاهش تقاضا مطرح و مقایسه تقاضا و ظرفیت حاشیه ظرفیت را مشخص می‌سازد. در این مدل، بالا رفتن قیمت برق، سبب ایجاد انگیزه برای سرمایه‌گذاری می‌شود که تأخیری نیز برای احداث واحدها و بالفعل شدن ظرفیت‌ها در مدل لحاظ شده است.

در پژوهش بوترود[3] (۲۰۰۳)، عوامل اصلی و روابط تأثیرگذار روی سرمایه‌گذاری در احداث ظرفیت‌های جدید تولید برق در قالب یک مدل علت و معلولی ارائه شده است. ترکیب هزینهٔ تعمیر و نگهداری، هزینه سوخت، مالیات، یارانهٔ هزینهٔ بهره‌برداری را مشخص می‌سازد و پیشرفت فناوری، یارانه و ظرفیت واحدها نیز روی هزینه سرمایه‌گذاری تأثیر می‌گذارند. ترکیب هزینه‌های بهره‌برداری و سرمایه‌گذاری، هزینهٔ کلی را مشخص می‌کند که افزایش هزینهٔ کل، تأثیر منفی روی تصمیم برای توسعه خواهد گذاشت. بر اساس مدل، افزایش در ظرفیت تولید، تأثیر منفی روی قیمت برق، افزایش قیمت برق تأثیر مثبت روی قیمت آتی مورد انتظار و افزایش قیمت آتی مورد انتظار، تأثیر مثبت روی تصمیم توسعه خواهد داشت که به‌نوبهٔ خود، سبب افزایش ظرفیت منصوبه خواهد شد.

در پژوهش صورت گرفته توسط کیان[4] (۲۰۰۷) مدل ارائه شده فقط به بررسی شکاف میان عرضه و تقاضا و مشکلات آتی ناشی از احداث نیروگاه توسط سرمایه‌گذاران در صنعت برق چین می‌پردازد و تنها نکته‌ای که در این پژوهش به چشم می‌خورد، توجه به تأخیر در احداث نیروگاه‌هاست. در این مدل، تقاضای الکتریسیته با وجود دارا بودن پیچیدگی بالا، فقط به‌عنوان یک متغیر برون‌زا درنظر گرفته شده است و برای بخش عرضه نیز جزئیاتی درنظر گرفته نشده است.

در پژوهش صورت گرفته توسط کیمانش، سالکده، باراهمند و وزیری[5] (۲۰۰۸)، اثر حذف یارانه از قیمت

1. Dyner, Lopez & Arango
2. Gross Domestic Product
3. Botterud
4. Qian
5. Keimanesh, Salekdeh, Barahmand & Vaziri Bozorg.

سوخت عرضه شده به نیروگاه‌ها در کشور ایران، روی ایجاد انگیزش برای افزایش کارایی در نیروگاه‌های این کشور مطرح گردیده است. در مدل علت و معلولی ارائه شده، فقط فناوری‌های گازی و سیکل ترکیبی درنظر گرفته شده است. در این پژوهش، در کنار طرح مشکلات اختصاص یارانه به سوخت گاز طبیعی مصرفی در نیروگاه‌ها، به تأثیر یارانه در افزایش شدت انرژی در این بخش نیز پرداخته شده است. پایین بودن قیمت سوخت در نیروگاه‌ها توجیه اقتصادی سرمایه‌گذاری روی افزایش کارایی را از بین می‌برد.

در پژوهشی که توسط کیم، آن، یون و یو[1] (۲۰۰۷) انجام گردیده، فرض شده که سیستم برق کره به‌صورت یک بازار عمل می‌کند و در این بازار، قیمت از روی عرضه و تقاضا تعیین می‌شود. تقاضا از روی پیش‌بینی بار و عرضه از روی ظرفیت واحدهای تولید انرژی (به‌صورت متغیر برون‌زا) تعیین می‌شود. همچنین، فرض شده است که سرمایه‌گذاران فقط واحدهای مصرف‌کنندهٔ گاز طبیعی را که وابسته به قیمت گاز طبیعی در بازار رقابتی است، برای احداث انتخاب می‌کنند.

در پژوهش صورت‌گرفته توسط سانچز، بارکین، سنتنو و لوپز پنا[2] (۲۰۰۷)، ساختار کلی برای یک مدل برنامه‌ریزی تولید برق ارائه شده است. استفاده از این ساختار، در نمایش بازارهای برق خصوصی بسیار موفقیت‌آمیز بوده و به بازیگران این بازار اجازه می‌دهد که بینش درستی روی رفتار بلندمدت خود در بازار داشته باشند و نیروگاه‌های تازه ایجادشده به گونه‌ای درست وارد بازار گردند.

در پژوهش صورت‌گرفته توسط تان، اندرسون و پارکر (۲۰۰۷)[3]، مدل پویایی سیستم ارائه شده، به بررسی پویایی قیمت برق متأثر از پویایی قیمت گاز می‌پردازد. همچنین، عوامل بی‌قطعیتی در توسعهٔ فناوری‌های جدید در این پژوهش معرفی شده‌اند. ارزیابی درست یک فناوری جدید انرژی، نیاز دارد که این بی‌قطعیتی‌ها در کنار ارزیابی سرمایه‌گذاری درنظر گرفته شوند.

در پژوهشی که توسط اکبرپور و وزیری (۲۰۰۷)[4] انجام شده، یک مدل پویایی سیستم‌ها توسعه پیدا کرد تا وضعیت صنعت برق ایران را طی ۱۵ سال گذشته با درنظر گرفتن فشار مردم روی دولت و فشار دولت روی کاهش یارانه شبیه‌سازی نماید. مدل اصلی بنابر شکل (۳) از دو حلقهٔ مثبت و منفی تشکیل شده است. در این مدل، همچنین اثر آموزش و افزایش قیمت لحاظ گردیده است.

در پژوهشی که در ارتباط با بازار برق آلمان با استفاده مدل پویایی سیستم در سال ۲۰۰۹ توسط ژاگر، اشمیت و کارل[5] (۲۰۰۹)، انجام شد، یک مدل شبیه‌سازی پویای فنی ـ اقتصادی به نام

1. Kim, Ahn, Yoon & Yu
2. Sanchez, Barquin, Centeno & Lopez Pena
3. Tan, Anderson & Parker
4. Akbarpour & Vaziri
5. Jäger, Schmidt & Karl

«Zertsim» برای بررسی حلقه‌های علّی کوتاه‌مدت، میان‌مدت و بلندمدت بازار آنی (Spot) آلمان، ارائه گردید. خروجی مدل، ۸ سناریو برای توسعهٔ آیندهٔ سیستم برق در آلمان بود. نتایج مهم از این قرار بودند که به‌کارگیری مالیات‌های بالای زیست‌محیطی و تعرفه‌های تحویل برق برای انرژی‌های تجدیدپذیر منجر به قیمت‌های بالای برق و بیش‌ترین کاهش در انتشار دی‌اکسیدکربن می‌شود. به‌علاوه، بالا بردن ساعات کاری نیروگاه‌های هسته‌ای، قیمت برق را در سطح پایین تقریباً تثبیت می‌کند. تعیین‌کننده‌ترین عواملی که موجب بالارفتن سطح قیمت برق می‌شود، عبارتند از: ابزارهای سیاست‌گذاری زیست‌محیطی (قیمت‌های بالا برای انتشار CO2، تعرفه‌های بالا برای برق تحویلی)، قیمت‌های سوخت، تقاضای برق، و بالاخره ساعات بهره‌برداری نیروگاه‌های هسته‌ای.

در پژوهش صورت‌گرفته توسط سوموگیواری[1] (۲۰۱۱)، تأثیر ساختار و معماری بازار انرژی روی اقتصاد و جامعه فعلی و آتی مهم برشمرده شده است. از یک مدل پویایی سیستم برای ارزیابی راهبردهای احتمالی آینده در کل صنعت و بازار جهانی استفاده شده است. دو سیاست یارانه‌ای برای سرعت بخشیدن به نفوذ فناوری‌های انرژی تجدیدپذیر وجود دارد: تعرفهٔ برق تحویلی و بازارهای گواهینامهٔ سبز؛ تمرکز مدل که قادر است سناریوهای آتی را برای بررسی ترکیب انرژی‌های تجدیدپذیر در کوتاه‌مدت و بلندمدت و مقایسهٔ هزینهٔ آن‌ها توسعه دهد، روی سرمایه‌گذاری است که تصمیماتش وابسته به مخطره‌ها و هزینهٔ فناوری‌هاست.

در پژوهش صورت‌گرفته توسط توفل، میلر، گئوس و فیشنر[2] (۲۰۱۳)، مروری بر مدل‌های پویایی سیستم‌ها برای شبیه‌سازی بازار برق، طبقه‌بندی مدل‌های مزبور، ویژگی‌های آن‌ها و روش‌شناسی حاکم بر آن‌ها و مقررات‌زدایی در بازارهای برق و طراحی بازار انجام شده است.

روش‌شناسی پژوهش

مدل‌سازی جزئی از فرآیند یادگیری است که به‌صورت پیوسته در حال فرمول‌بندی فرضیه‌ها، آزمون و اصلاح مدل‌های ذهنی و ساخت‌یافته است. در مدل‌سازی قدم نخست شناخت دقیق صورت مسأله و مشتری مدل است. قدم‌های بعدی مدل‌سازی معمولاً یک حالت روتین و نظام‌مند ندارد؛ چرا که مدل‌سازی خلق کردن است و این مسأله نیز حالت ذاتی و فطری دارد؛ ولی می‌توان فرآیند ساخت مدل را به چند مرحله تقسیم نمود:

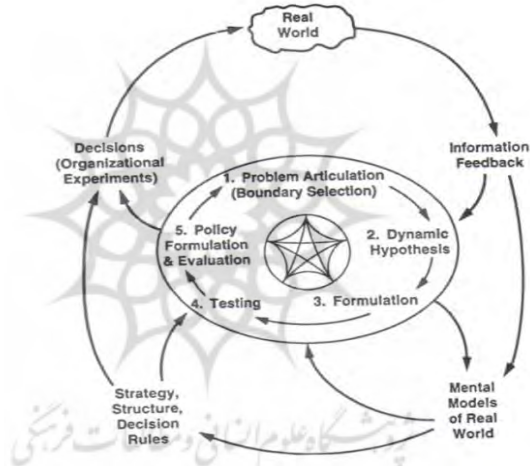
– بیان دقیق صورت مسأله

1. Somogyvari
2. Teufel, Miller, Genoese & Fichtner

– تعیین نظریه و فرضیهٔ پویا درباره علل بروز مسأله بالا
– ساختن یک مدل شبیه‌سازی برای آزمون فرضیهٔ بالا
– آزمون مدل برای اطمینان از صحت عملکرد آن
– طراحی سیاست‌های مختلف و ارزیابی آن‌ها به‌وسیله مدل

مدل‌سازی یک فرایند بازخوردی بوده و به‌صورت توالی خطی مرحله‌ای (گام به گام) نیست. مدل‌ها از مراحل تکرار، پرسش مداوم، آزمون و اصلاح و بهبود می‌گذرند (Sterman , 2000).

در این پژوهش با استفاده از اصول حاکم بر توسعهٔ سیستم عرضهٔ انرژی و با گذری بر پیشینهٔ پژوهش، مدل علت و معلولی و مدل حالت‌ـجریان استخراج و با استفاده اطلاعات موجود در مستندات صنعت برق و به کمک نرم‌افزار VENSIM PLE، مدل حل شده است.



بیان مسأله (انتخاب مرز)	Problem Articulation (Boundary Selection)	دنیای واقعی	Real World
فرضیه‌های پویا	Dynamic Hypothesis	بازخورد اطلاعات	Information Feedback
فرمول‌بندی	Formulation	مدل‌های ذهنی از دنیای واقعی	Mental Models of Real World
آزمون مدل	Testing	راهبرد، ساختار و قوانین تصمیم	Strategy, Structure & Decision Rules
سیاست‌گذاری و ارزیابی	Policy Formulation & Evaluation	تصمیمات (آزمایشات سازمانی)	Decisions (Organizational Experiments)

شکل ۳: مدل‌سازی قرار گرفته در داخل مدل پویای تصمیم‌گیری

ارائه مدل

بر اساس مرور ادبیات انجام شده و مواردی که برای برنامه‌ریزی توسعهٔ بخش تولید برق برشمرده شد، نمودار علت و معلولی برای توسعهٔ بخش تولید برق در ایران مطابق شکل (۴) ارائه می‌گردد. به‌طور کلی، این مدل از چهار حلقهٔ فیدبک[1] (بازخورد) متعادل‌کننده برخوردار است.

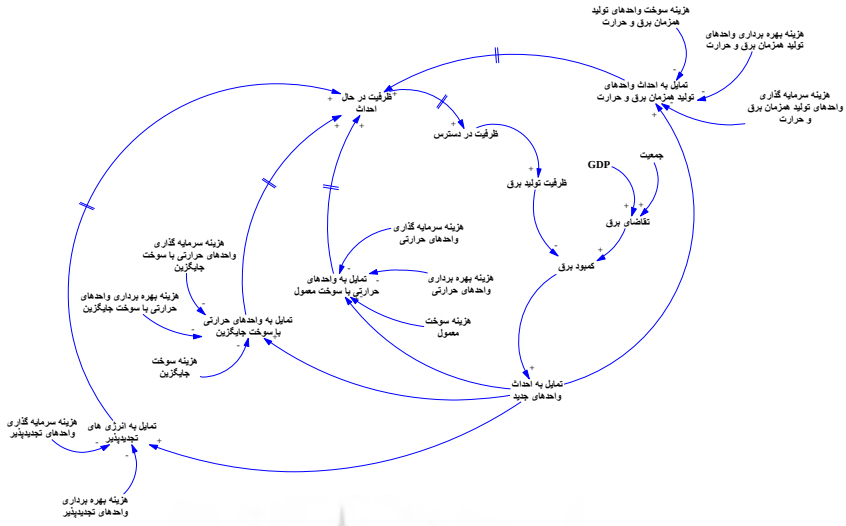
در حلقهٔ متعادل‌کنندهٔ[2] B1، تقاضای برق متأثر از GDP و جمعیت افزایش می‌یابد که از مقایسهٔ آن با انرژی الکتریکی قابل تولید از ظرفیت تولید موجود، میزان کسری در ظرفیت تولید به‌دست خواهد آمد. این کسری در ظرفیت تولید، تمایل به احداث واحدهای جدید را ایجاد خواهد نمود. احداث ظرفیت جدید در حلقهٔ B1 به سمت احداث واحدهای تولید هم‌زمان برق و حرارت با لحاظ نمودن هزینه‌های سوخت، بهره‌برداری و سرمایه‌گذاری رفته و با یک تأخیر زمانی به ظرفیت در حال احداث اضافه می‌کند. با لحاظ نمودن تأخیر زمانی دوم، ظرفیت در حال احداث می‌تواند ظرفیت موجود را افزایش دهد. حلقه‌های متعادل‌کنندهٔ B2، B3 و B4 از همان منطق پیروی می‌کنند؛ با این تفاوت که در آن‌ها سیکل‌ها و فناوری‌های تولید برق متفاوت، مانند نیروگاه‌های حرارتی که خود می‌تواند تقسیم‌بندی سیکل‌های بخار، سیکل‌های توربین گاز و سیکل‌های ترکیبی داشته باشد؛ همچنین، نیروگاه‌های بخار با سوخت جایگزین مانند زغال‌سنگ و سرانجام نیروگاه‌های تجدیدپذیر مطرح می‌شوند.

سهم نیروگاه‌های برق آبی در مدل حالت ـ جریان، به صورت یک مقدار ثابت فرض شده و نیز از نیروگاه‌های هسته‌ای به‌عنوان یکی از منابع تولید قدرت، به دلیل نبود قطعیت‌هایی که در حال حاضر دارد، صرف‌نظر شده است. مدل ارائه شده فناوری‌های رایج و منطبق بر سیاست‌های اصلی توسعهٔ عرضه در بخش برق کشور ایران را شامل می‌شود.

نکتهٔ دیگری که در مدل حالت ـ جریان درنظر گرفته شده، نوع بار الکتریکی کشور است. بر اساس اقتصاد حاکم بر انواع نیروگاه‌ها و تولید قدرت از آن‌ها، نیروگاه‌های بخار بیش‌تر برای بار پایه و نیروگاه‌های مبتنی بر سیکل توربین گازی بیش‌تر برای اوج بار و سیکل‌های ترکیبی برای بار میانی درنظر گرفته می‌شوند (International Atomic Energy Agency Vienna, 1984).

مدل حالت ـ جریان توسعهٔ سیستم عرضه در کشور، به‌دلیل ابعاد مدل و پیچیدگی آن و نبود امکان نمایش شفاف، دقیق و کامل از آن در این پژوهش ارائه نشده است. ولی بخش‌هایی از مدل و برخی از معادلات مهم حاکم بر مدل در انتهای پژوهش و به پیوست ارائه شده است.

1. Feedback
2. Balancing

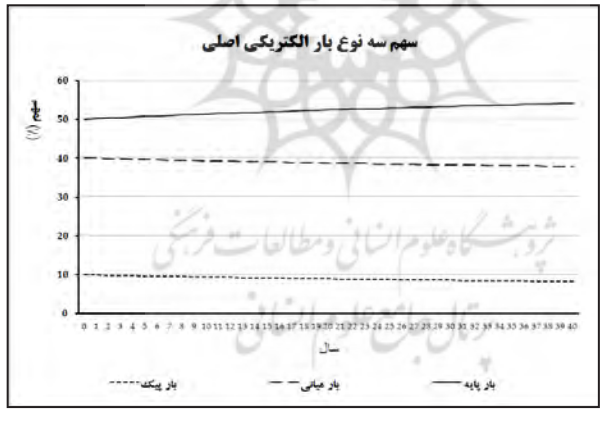


شکل ۴: مدل علّت و معلولی مربوط به توسعهٔ سیستم عرضه در ایران

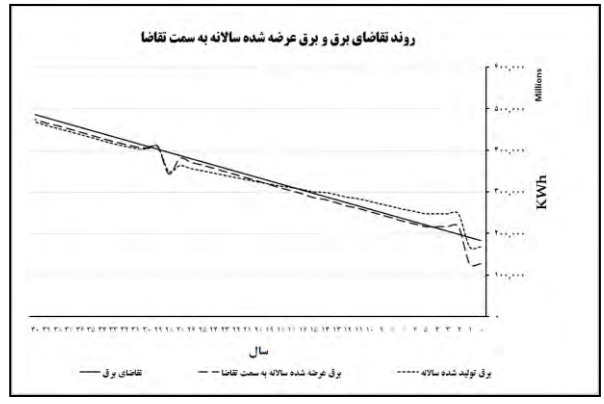
یافته‌های پژوهش

بر اساس آزمون مدل (توسط نرم‌افزار VENSIM PLE) و بنابر سیاست‌هایی از جمله ملاحظهٔ یک رابطهٔ خطی به‌عنوان سناریویی برای رشد بار که مقدار اولیه و نرخ رشد آن بر اساس اطلاعات ترازنامه انرژی استخراج شده است و نیز روابط خطی دیگری به‌عنوان سناریوهایی برای قیمت گاز طبیعی و قیمت سوخت دوم، درنظر گرفتنِ سقف برای ظرفیت منصوبه واحدهای تولید هم‌زمان پراکنده و... و نتایج حاصل از مدل اجرا شده، سه نمودار کلی (۱)، (۲) و (۳) و همچنین نمودار (۴) ارائه شده است. نمودار (۱) نشان می‌دهد که تغییرات فرض شده در سهم انواع بارهای پایه، میانی و پیک، طی سال‌های آتی چگونه خواهد بود. با توجه به نمودار (۱)، پیداست که سهم بار پایه در حال افزایش و سهم بار میانی و پیک در حال کاهش است. این مسأله به‌نوبهٔ خود سبب تغییر در نوع فناوری مناسب برای بهره‌برداری خواهد شد. در چنین شرایطی، نیروگاه‌های بار پایه (از نوع بخار) به‌کار گرفته شده و نیروگاه‌های از نوع توربین گازی، به‌دلیل روند کاهشی در سهم بار پیک، کم‌تر مورد استفاده قرار می‌گیرند که نمودار (۴) نشان‌دهندهٔ این مسأله است. در نمودار (۲)، روند مربوط به تقاضای برق، روند میزان عرضهٔ سالانه برق به بخش تقاضا و روند انرژی الکتریکی تولیدی سالیانه در کنار هم نمایش داده شده است. سازگاری مدل با واقعیت، به‌گونه‌ای است که سه روند

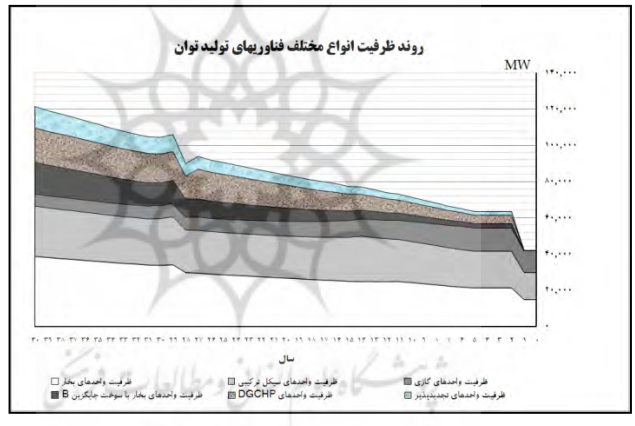
نمایش داده شده در نمودار (۲) از دنبال روندگی خوبی برخوردار هستند. بر اساس فرضیات مدل، تغییرات تقاضا در طی ۴۰ سال از حدود ۲۰۰ تراوات ساعت در سال، به حدود ۵۰۰ تراوات ساعت در سال خواهد رسید که برای پاسخ‌گویی به این تقاضا، ترکیب فناوری‌های تولید برق و تغییرات آن مطابق نمودار (۳) ارائه شده است. از نمودار (۳) پیداست که ظرفیت تولید توان الکتریکی در طی ۴۰ سال، از ۴۰ گیگاوات به ۱۲۰ گیگاوات خواهد رسید. در میان سیستم‌های عرضهٔ انرژی بررسی شده در مدل، سیستم‌های تولید پراکنده تولید همزمان به دلیل توجیه‌پذیری اقتصادی بالاتر، شرایط بسیار مناسبی را برای توسعه و استفاده دارا هستند که یکی از دلایل و موانع اصلی و کلیدی در توسعهٔ آن‌ها مسائل فنی و ناکارآمدی زیرساخت‌های شبکهٔ توزیع است. نیروگاه‌های سیکل ترکیبی و نیروگاه‌های بخار، همچنان سهم‌هایی چشمگیر را از ظرفیت تولید برق به خود اختصاص خواهند داد. روند به‌کارگیری سیستم‌های تولید برق مبتنی بر توربین‌های گازی، بر اساس نمودار (۳) به دلیل هزینهٔ تولید برق بالا در آن‌ها، کاهشی است. نمودار (۴) نشان‌دهندهٔ روند و پویاییِ نصب و برکناری سالانه ظرفیت‌های تولید است که به صورت تجمیع شده برای کل بخش تولید برق ارائه شده است.



نمودار ۱: روندتغییرات در سهم انواع بارهای پایه، میانی و پیک

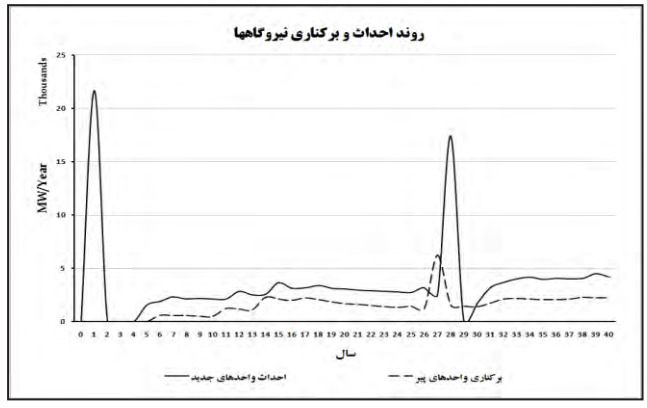


نمودار ۲: روند تغییرات تقاضای سالانه برق، تولید سالانه الکتریسیته و انرژی الکتریکی عرضه شده به بخش تقاضا



نمودار ۳: روند تغییرات در ترکیب و ظرفیت فناوری های تولید برق

از طرف دیگر، بررسی سوابق گذشتهٔ تغییرات ظرفیت هر یک از فناوری‌های نیروگاهی و پیش‌بینی روند آتی براساس آن‌ها و مقایسهٔ این روند با روند استخراج شده از مدل، نتایجی را در قالب نمودارهای مربوط به نمودارهای (۵) تا (۱۰) به ما می‌دهد. همان‌گونه که از نمودار مربوط به مقایسهٔ روند هزینهٔ تمام شدهٔ برق بر اساس وضع موجود و مدل پیداست، با تغییر در ترکیب فناوری‌های تولید، هزینهٔ تمام شده برق روند کندتری به خود گرفته و مقدار آن از سال ۱۴۰۱ به بعد از مقدار مربوط به روند فعلی پایین‌تر می‌آید.



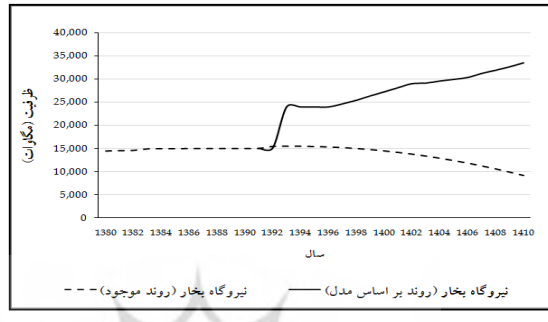
نمودار ۴: روند سالانهٔ نصب ظرفیت جدید و برکناری ظرفیت قدیم

نتیجه‌گیری و پیشنهاد

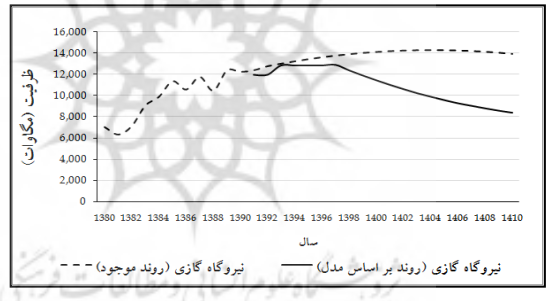
برای توسعهٔ بخش عرضه در صنعت برق، نیاز به یک مدل است که با درنظر گرفتن همهٔ ابعاد و جنبه‌های فنی و فناورانه، اقتصادی، زیست‌محیطی، نوع و مقدار تقاضای برق و... برنامهٔ توسعهٔ بلندمدت تأمین انرژی الکتریکی استخراج گردد. مقایسهٔ میان روند توسعهٔ موجود و روند توسعهٔ مبتنی بر مدل، نشان‌دهندهٔ آن است که می‌توان با استفاده از مدل مبتنی بر پویایی سیستم ارائه شده به صرفه‌جویی اقتصادی در تولید برق دست یافت؛ به طوری که شیب منحنی روند قیمت برق تولیدی (دلار بر کیلووات ساعت) بر اساس نتایج حاصل از مدل در مقایسه با روند آن براساس سیاست‌ها و شرایط کنونی، بیش از ۶۰ درصد کاهش یافته است.

با توجه به شرایط بهره‌برداری و کارایی بالا و هزینه‌های تولید برق پایین در برخی از فناوری‌های معرفی شده، به‌ویژه سیستم‌های تولید هم‌زمان تولید پراکنده، توسعهٔ استفاده از این واحدها می‌تواند تأثیری چشمگیر در صرفه‌جویی سوخت فسیلی و کاهش آلاینده‌های زیست محیطی داشته باشد. در مدل پیشنهادی، چنان‌چه محدودیت و سقف ظرفیت برای واحدهای تولید پراکندهٔ تولید همزمان قائل نشویم، در ترکیب فناوری‌های تولید برق، سیستم‌های یادشده به‌شدت گوی سبقت را از بقیه خواهند ربود و بیش‌ترین سهم ظرفیت تولید را به خود اختصاص خواهند داد. ولی به دلیل مسائل فنی و حفاظت و اتوماسیون شبکه توزیع، امکان توسعه و بهره‌برداری از این واحدها در حد مطلوب و دلخواه وجود ندارد. بنابراین، به‌نظر می‌رسد که با سرمایه‌گذاری

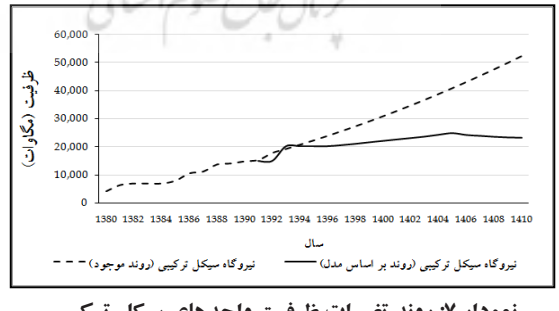
روی ارتقای زیرساخت‌ها در سیستم‌های توزیع برق، کشور ایران نیز می‌تواند سهمی قابل قبول از واحدهای تولید پراکنده را داشته باشد. با توجه به وضعیت و روند تغییرات بارهای پایه و میانی، پیش‌بینی می‌شود که نیروگاه‌های بخار و سیکل ترکیبی از توجیه‌پذیری و پتانسیلی مناسب برای توسعه برخوردار باشند.



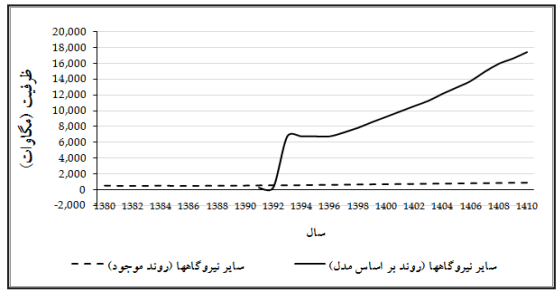
نمودار ۵: روند تغییرات ظرفیت واحدهای بخار



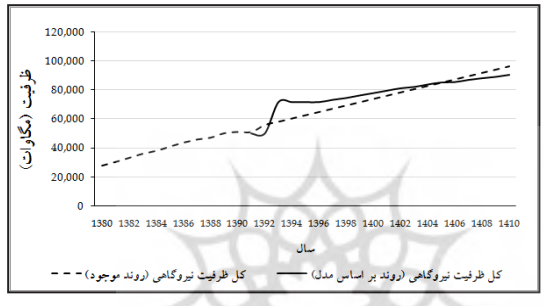
نمودار ۶: روند تغییرات ظرفیت واحدهای گازی



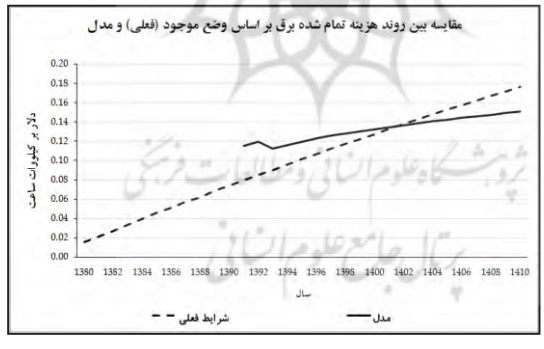
نمودار ۷: روند تغییرات ظرفیت واحدهای سیکل ترکیبی



نمودار ۸: روند تغییرات ظرفیت سایر واحدها (تولید پراکنده و تجدیدپذیر)



نمودار ۹: روند تغییرات کل ظرفیت



نمودار ۱۰: مقایسه بین روند هزینه تمام شده برق بر اساس وضع موجود (فعلی) و مدل

منابع:

الف) فارسی

نجف‌زاده، کیان (۱۳۸۸). *ارائه مدل سرمایه‌گذاری در زنجیره انرژی الکتریکی در ایران با استفاده از رویکرد سیستم‌های دینامیکی*. پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشکده مهندسی صنایع، دانشگاه تربیت مدرس.

ب) انگلیسی

Akbarpour, M. & Vaziri, H. (2007). An Investigation into Electricity Subsidy Dynamics by a System Dynamics Approach, 25th *International Conference of the System Dynamics Society*, Boston, Massachusetts, USA.

Bhattacharyya, Subhes C. & Timilsina, Govinda R. (2010). A Review of Energy System Models, *International Journal of Energy Sector Management*, 4(4), pp. 494-518.

Botterud, Audun (2003). *Long-term Planning in Restructured Power Systems: Dynamic Modelling of Investments on New Power Generation under Uncertainty*, Doctoral Thesis Submitted to the Norwegian University of Science and Technology (NTNU), Faculty of Information Technology, Mathematics and Electrical Engineering.

Dyner, Isac; Lopez V., Beatriz Elena & Arango, Santiago (2003). Modelling Uncertainty in Electricity Markets for Learning, Policy and Strategy, *21st International System Dynamics Conference*, New York, USA.

Hu, Qian (2007). An Experimental Study on the Construction of Electricity Power Stations in China, 25th *International Conference of the System Dynamics Society*, Boston, Massachusetts, USA.

International Atomic Energy Agency Vienna (1984). *Expansion Planning for Electrical Generating Systems: A Guidebook, Technical Reports Series*, No. 241.

Iran Ministry of Energy (2013). Electricity Statistics, Tavanir Company.

Iran Ministry of Energy (2001). Iran Energy Balance, Tavanir Company.

Iran Ministry of Energy (2007). Iran Energy Balance, Tavanir Company.

Iran Ministry of Energy (2011). Iran Energy Balance, Tavanir Company.

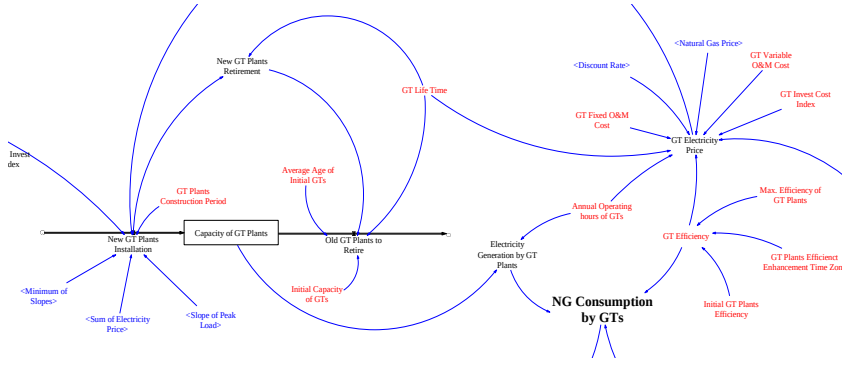
Iran Ministry of Energy (2012). Iran Energy Balance, Tavanir Company.

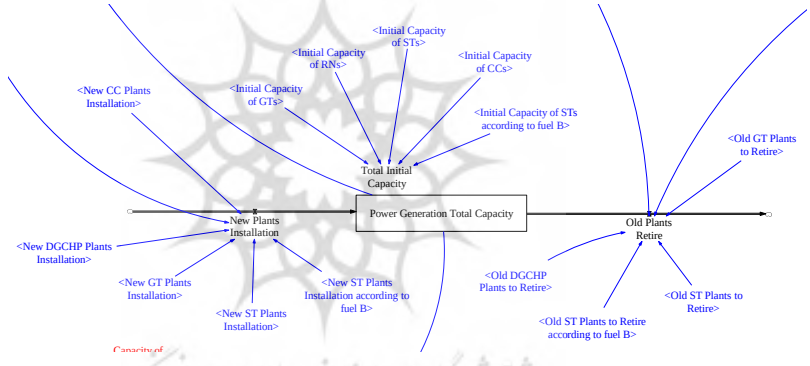
Jager, Tobias, Schmidt, Susanne & Karl, Ute (2009). A System Dynamics Model for the German Electricity Market: An Analysis of Economic and Environmental Policy Related Impacts on Electricity Prices and CO2 Emissions, *International Conference on Policy Modeling*, Ottawa, Canada,

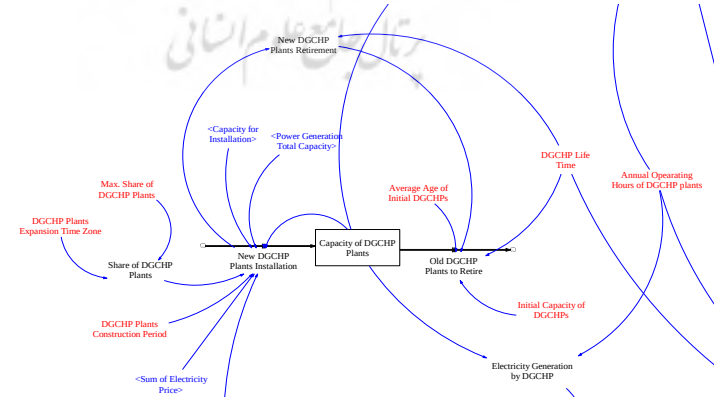
June 24-26.
Kehlhofer, R.; Bachmann, R.; Nielsen, H. & Warner, J. (1999). *Combined-Cycle Gas & Steam Turbine Power Plants*, Second Edition, PennWell.
Keimanesh, M.; Salekdeh, A. Y.; Barahmand, S. & Vaziri Bozorg, H. (2008). Effects of Gas Subsidy on the Behavior of Power Stations in Iran: A New Policy for Reducing Energy Intensity in Electricity Power Houses, 26th *International Conference of the System Dynamics Society*, Athens, Greece.
Kim, H. S.; Ahn, N. S.; Yoon, Y. B. & Yu, J. K. (2007). The Effect of the New Capacity Investment Behavior in the Korea Wholesale Electricity Market, 25th *International Conference of the System Dynamics Society*, Boston, Massachusetts, USA.
Sanchez, J. J.; Barquin, J.; Centeno, E. & Lopez-Pena, A. (2007). System Dynamics Models for Generation Expansion Planning in a Competitive Framework: Oligopoly and Market Power, 25th *International Conference of the System Dynamics Society*, Boston, Massachusetts, USA.
Sterman, J. D. (2000). Business Dynamics: *Systems Thinking and a Modeling for a Complex World*, McGraw Hill.
Somogyvari, Márta (2011). The Role of System Dynamics Modelling in Sustainability Planning, *Regional and Business Studies*, 3(1), pp.43-55.
Tan, B.; Anderson, E. & Parker, G. (2007). Managing Risk in Alternative Energy Product Development, 25th *International Conference of the System Dynamics Society*, Boston, Massachusetts, USA.
Teufel, Felix; Miller, Michael; Genoese, Massimo & Fichtner, Wolf (2013). Review of System Dynamics Models for Electricity Market Simulations, Karlsrohe Institute of Technology KIT, Working Paper Series in Production and Energy No. 2 | April, Accessible from: *https://pdfs.semanticscholar.org/aab1/9e83d7d72589d65c8f68bc23bc48da1f39d1.pdf.*
Vensim PLE Software Users Guide, Version 4.

پیوست‌ها

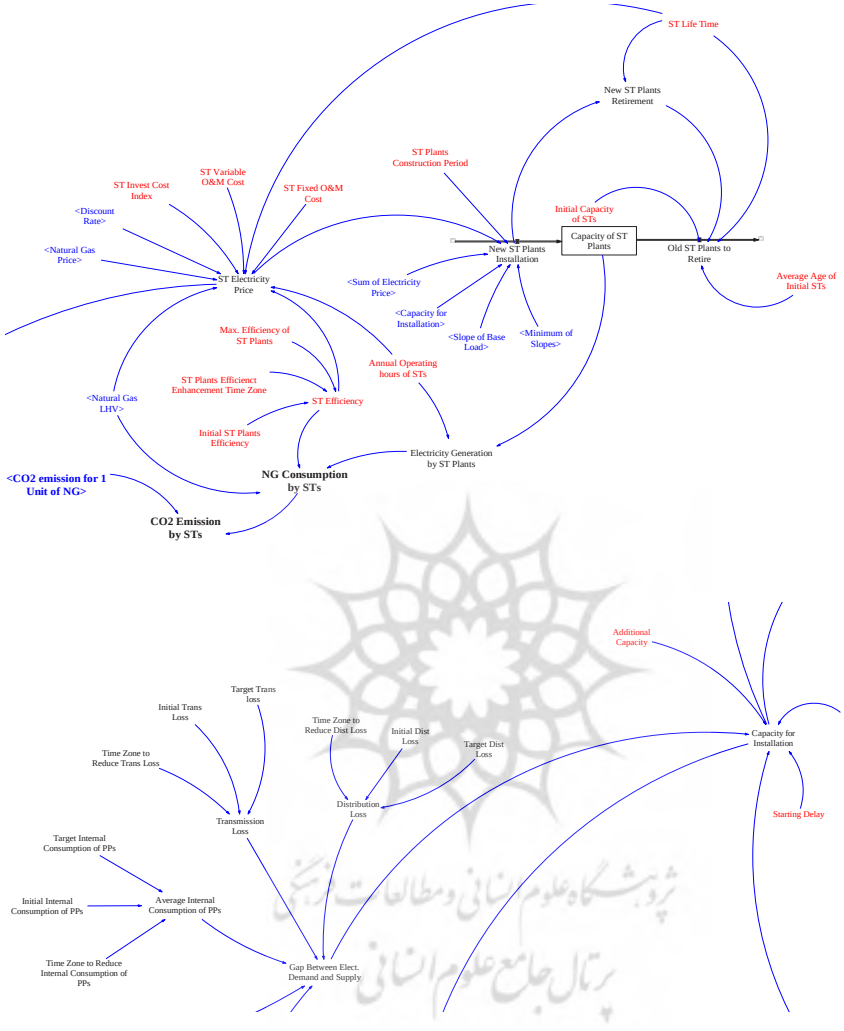
بخش‌هایی از مدل حالت و جریان







پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی



پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

جدول ۱: معرفی متغیرها و روابط حاکم بر آنها

Variable	معادل فارسی	رابطه	واحد	متغیر	توضیحات
Annual Net Generated Electricity	برق خالص تولید سالیانه	1000*(1+("Rate of Elect. Export"/100))*Power Generation Total Capacity*"Ave. Annual Utilization Hour"*(1-(Power Plants Internal Consumption/100))+Capacity of Hydro Plants*Hydro Plants Annual Operation Hour	KWh/ Year		رابطه بر اساس موازنه انرژی‌های تولید شده از واحدهای آبی و حرارتی و با احتساب ساعات کارکرد و میزان انرژی مصرف داخلی در واحدهای حرارتی و صادرات انرژی الکتریکی ارائه شده است.
Annual Supplied Electricity to Demand Side	برق عرضه شده سالیانه به بخش تقاضا	Annual Net Generated Electricity*(1-("Rate of Elect. Export"/100))*(1-(Transmission Loss/100))*(1-(Distribution Loss/100))+(Annual Operating Hours of DGCHP plants*Capacity of DGCHP Plants*1000)	KWh		رابطه بر اساس موازنه انرژی خالص تولید شده در واحدهای حرارتی و با احتساب صادرات و تلفات در انتقال و توزیع برق ارائه شده است.
Ave. Annual Utilization Hour	متوسط ساعت بهره‌برداری سالانه	8760*(Base Load*(Share of Base Load Annual Duration/100)+ Middle Load*(Share of Middle Load Annual Duration/100)+Peak Load*(Share of Peak Load Annual Duration/100))/(Base Load + Middle Load + Peak Load)	Hour		میانگین وزنی بین ساعات (مدت زمان) سالانه بارهای پایه، میانی و پیک نسبت به میزان هر کدام از بارها
Base Elect. per Capita	برق سرانه پایه	1900	KWh/ Year		بر اساس تراز نامه انرژی
Base Load	بار پایه	Initial Base Load + RAMP((Final Base Load-Initial Base Load)/ Time Zone,0,Time Zone)	MW		رابطه خطی به‌عنوان یک سناریو برای رشد بار که مقدار اولیه و نرخ رشد آن بر اساس اطلاعات ترازنامه انرژی استخراج شده است.
Capacity for Installation	ظرفیت برای نصب	("Gap Between Elect. Demand and Supply"/"Ave. Annual Utilization Hour"/1000)*(1+(Additional Capacity/100))* STEP(1, Starting Delay)	MW	کمکی	رابطه منطقی بر اساس شکاف بین تقاضا و عرضه با درنظر گرفتن اضافه ظرفیت برای افزایش تقاضا در آینده و با درنظر گرفتن تاخیر در احداث نیروگاه
Capacity of CC Plants	ظرفیت واحدهای سیکل ترکیبی	INTEG (New CC Plants Installation-Old CC Plants to Retire, Initial Capacity of CCs)	MW	حالت	رابطه منطقی بین ظرفیت در حال ایجاد، ظرفیت برکناری در اثر پیری واحدها و درنظر گرفتن شرایط اولیه

ادامه جدول ۱: معرفی متغیرها و روابط حاکم بر آنها

Variable	معادل فارسی	رابطه	واحد	متغیر	توضیحات
Capacity of DGCHP Plants	ظرفیت واحدهای DGCHP	INTEG (New DGCHP Plants Installation-Old DGCHP Plants to Retire, Initial Capacity of DGCHPs)	MW	حالت	رابطه منطقی بین ظرفیت در حال ایجاد، ظرفیت برکناری در اثر پیری واحدها و درنظر گرفتن شرایط اولیه
Capacity of GT Plants	ظرفیت واحدهای توربین گاز	INTEG (New GT Plants Installation-Old GT Plants to Retire, Initial Capacity of GTs)	MW	حالت	رابطه منطقی بین ظرفیت در حال ایجاد، ظرفیت برکناری در اثر پیری واحدها و درنظر گرفتن شرایط اولیه
Capacity of Hydro Plants	ظرفیت واحدهای آبی	8e+006	KW	کمکی	مقدار تقریبی بر اساس ترازنامه
Capacity of Renewable Plants	ظرفیت واحدهای تجدیدپذیر	INTEG (New Renewable Plants Installation-Old RN Plants to Retire, Initial Capacity of RNs)	MW	حالت	رابطه منطقی بین ظرفیت در حال ایجاد، ظرفیت برکناری در اثر پیری واحدها و درنظر گرفتن شرایط اولیه
Capacity of ST Plants	ظرفیت واحدهای بخار	INTEG (New ST Plants Installation-Old ST Plants to Retire, Initial Capacity of STs)	MW	حالت	رابطه منطقی بین ظرفیت در حال ایجاد، ظرفیت برکناری در اثر پیری واحدها و درنظر گرفتن شرایط اولیه
Capacity of ST Plants according to fuel B	ظرفیت واحدهای بخار با سوخت B	INTEG (New ST Plants Installation according to fuel B-Old ST Plants to Retire according to fuel B, Initial Capacity of STs according to fuel B)	MW	حالت	رابطه منطقی بین ظرفیت در حال ایجاد، ظرفیت برکناری در اثر پیری واحدها و درنظر گرفتن شرایط اولیه
CC Electricity Price	قیمت برق سیکل ترکیبی	(CC Invest Cost Index*(Discount Rate/100)/(1-((1+(Discount Rate/100)^(-CC Life Time))))/ Annual Operating hours of CCs)+((1*3.6/(CC Efficiency/100)/Natural Gas LHV)*Natural Gas Price)+("CC Fixed O&M Cost" *CC Invest Cost Index/100/Annual Operating hours of CCs)+"CC Variable O&M Cost"	$/KWh	کمکی	رابطه هزینه برق تولیدی، ذکر شده در مرجع شماره [۱۹]

ادامه جدول ۱: معرفی متغیرها و روابط حاکم بر آنها

Variable	معادل فارسی	رابطه	واحد	متغیر	توضیحات
DGCHP Electricity Price	قیمت برق DGCHP	(((DGCHP Invest Cost Index* (Discount Rate/100)/(1-((1+ (Discount Rate/100)^(-DGCHP Life Time))))/Annual Opearating Hours of DGCHP plants)+((1*3.6/ (DGElectric Efficiency/100)/ Natural Gas LHV)*Natural Gas Price)+("DGCHP Fixed O&M Cost"*DGCHP Invest Cost Index/100/Annual Operating Hours of DGCHP plants)+"DGCHP Variable O&M Cost")*(1-(Transmission Loss/100))*(1-(Distribution Loss/100)))-(((DGCHP Efficiency-DGElectric Efficiency)/100)*3.6*Natural Gas Price/(DGElectric Efficiency/100)/ Natural Gas LHV)	$/KWh	کمکی	رابطه هزینه برق تولیدی، ذکر شده در مرجع شماره [۱۹]
Difference in Electricity per Capita	تفاوت در برق سرانه	(Electricity Demand/ Population)-"Base Elect. per Capita"	KWh/ Year		یکی از شاخص‌های کلان اقتصاد انرژی، سرانه مصرف انرژی است که در ترازنامه انرژی به آن اشاره شده است. در کشورهایی که از ذخایر انرژی قابل توجهی برخوردارند، سرانه مصرف نهایی انرژی در مقایسه با بسیاری مناطق و کشورها و نیز متوسط جهان، به وضوح بیشتر است. این امر از بهره‌وری پایین در بهره‌برداری، مصرف بالای انرژی و همچنین استفاده از کالاها و خدمات انرژی‌بر ناشی می‌شود. همچنین عدم وجود نظام قیمت‌گذاری کارا و بهینه و مبتنی بر اصول اقتصادی، باعث پایین بودن قیمت انرژی شده و این امر خود باعث رفتار غیر بهینه مصرف‌کنندگان شده است.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

ادامه جدول ۱: معرفی متغیرها و روابط حاکم بر آنها

Variable	معادل فارسی	رابطه	واحد	متغیر	توضیحات
Elect. Demand Rise	افزایش تقاضای برق	MAX(((GDP coefficient*GDP Growth + Population coefficient * Population Growth)*EXP(-1* Demand Lowering Exponential)),0)	KWh/ Year		در بررسی‌های به عمل آمده در مراجع مختلف، همواره تقاضای برق را به صورت تابعی از عوامل GDP، جمعیت و اقدامات کاهش مصرف در نظر می گیرند. ضرایب این تابع با مراجعه به اطلاعات تاریخی موجود در ترازنامه انرژی محاسبه و تعیین شده است.
Fuel B Price	قیمت سوخت B	Initial Fuel B Price + RAMP ((Final Fuel B Price-Initial Fuel B Price)/Time Zone , 0, Time Zone)	$/unit		رابطه خطی به عنوان یک سناریو برای قیمت سوخت دوم
Gap Between Elect. Demand and Supply	شکاف بین عرضه و تقاضای برق	Electricity Demand-Annual Supplied Electricity to Demand Side	: KWh		رابطه منطقی برای مقایسه سطوح موجود تقاضا و عرضه به منظور تعیین میزان نیاز به توسعه ظرفیت در بخش عرضه
GT Electricity Price	قیمت برق توربین گاز	(GT Invest Cost Index*(Discount Rate/100)/(1-((1+(Discount Rate/100)^(-GT Life Time))))/ Annual Operating hours of GTs)+((1*3.6/(GT Efficiency/100) /Natural Gas LHV)*Natural Gas Price)+("GT Fixed O&M Cost"*GT Invest Cost Index/100/ Annual Operating hours of GTs)+"GT Variable O&M Cost"	$/KWh		رابطه هزینه برق تولیدی، ذکر شده در مرجع شماره [۱۹]
Middle Load	بار میانی	Initial Middle Load+RAMP((Final Middle Load-Initial Middle Load)/ Time Zone, 0, Time Zone)	MW		رابطه خطی به عنوان یک سناریو برای رشد بار که مقدار اولیه و نرخ رشد آن بر اساس اطلاعات ترازنامه انرژی استخراج شده است.
Natural Gas Price	قیمت گاز طبیعی	Initial NG Price+RAMP((Final NG Price-Initial NG Price)/Time Zone, 0, Time Zone)	$/m3		رابطه خطی به عنوان یک سناریو برای قیمت گاز طبیعی

ادامه جدول ۱: معرفی متغیرها و روابط حاکم بر آنها

Variable	معادل فارسی	رابطه	واحد	متغیر	توضیحات
New CC Plants Installation	نصب واحدهای جدید سیکل ترکیبی	MAX((Capacity for Installation*(Slope of Middle Load/Minimum of Slopes)*(Sum of Electricity Price/CC Electricity Price)/(100*CC Plants Construction Period)),0)	MW		رابطه تسهیم کل ظرفیت مورد نصب به ظرفیت واحدهای سیکل ترکیبی با توجه به نرخ بار میانی، هزینه برق تولیدی و مدت زمان احداث. به منظور اجتناب از منفی شدن این متغیر حداقل مقدار آن در صفر تثبیت شده است.
New CC Plants Retirement	برکناری واحدهای جدید سیکل ترکیبی	DELAY FIXED(New CC Plants Installation, CC Life Time, 0)	MW		رابطه مربوط به خروج واحدهای سیکل ترکیبی بعد از سپری شدن عمر مفید آنها
New DGCHP Plants Installation	نصب واحدهای جدید DGCHP	IF THEN ELSE((100*Capacity of DGCHP Plants/Power Generation Total Capacity)<Share of DGCHP Plants, MAX((Capacity for Installation *(Sum of Electricity Price/DGCHP Electricity Price)/(100*DGCHP Plants Construction Period)),0) , 0)	٪		رابطه تسهیم کل ظرفیت مورد نصب به ظرفیت واحدهای تولید همزمان با توجه به هزینه برق تولیدی آنها و مدت زمان احداث. به منظور اجتناب از منفی شدن این متغیر حداقل مقدار آن در صفر تثبیت شده است. با توجه به محدودیت های فنی موجود در شبکه و سیستم توزیع، سقف مشخصی برای توسعه سهم واحدهای تولید همزمان برق و حرارت مقیاس کوچک در نظر گرفته شده است.
New DGCHP Plants Retirement	برکناری واحدهای جدید DGCHP	DELAY FIXED(New DGCHP Plants Installation, DGCHP Life Time, 0)	MW		رابطه مربوط به خروج واحدهای تولید همزمان برق و حرارت مقیاس کوچک بعد از سپری شدن عمر مفید آنها
New GT Plants Installation	نصب واحدهای جدید توربین گاز	MAX((Capacity for Installation*(Slope of Peak Load/ Minimum of Slopes)*(Sum of Electricity Price /GT Electricity Price)/ (100*GT Plants Construction Period)),0)	MW		رابطه تسهیم کل ظرفیت مورد نصب به ظرفیت واحدهای گازی با توجه به نرخ بار پیک، هزینه برق تولیدی و مدت زمان احداث. به‌منظور اجتناب از منفی شدن این متغیر حداقل مقدار آن در صفر تثبیت شده است.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

ادامه جدول ۱: معرفی متغیرها و روابط حاکم بر آنها

Variable	معادل فارسی	رابطه	واحد	متغیر	توضیحات
New GT Plants Retirement	برکناری واحدهای جدید توربین گاز	DELAY FIXED(New GT Plants Installation, GT Life Time, 0)	MW		رابطه مربوط به خروج واحدهای گازی بعد از سپری شدن عمر مفید آنها
New Plants Installation	نصب واحدهای جدید	New CC Plants Installation+New DGCHP Plants Installation+New GT Plants Installation+New Renewable Plants Installation+New ST Plants Installation+New ST Plants Installation according to fuel B	MW/ Year		جمع آثار ـ تجمیع ظرفیت‌های جدیدالاحداث

جدول ۲: اطلاعات استخراج شده از اسناد و مدارک منتشر شده وزارت نیرو

متغیرهای استفاده شده در مدل	معادل فارسی	مقدار ـ واحد
Transmission Loss	تلف انتقال	٪۴
Distribution Loss	تلف توزیع	٪۱۶
Discount Rate	نرخ تنزیل	٪۲۷
DGCHP Plants Expansion Time Zone	افق زمانی توسعه واحدهای DGCHP	۱۰ سال
Final Base Load	بار پایه نهایی	۴۰،۰۰۰ مگاوات
Final Middle Load	بار میانی نهایی	۲۸،۰۰۰ مگاوات
Final Peak Load	بار اوج نهایی	۶،۰۰۰ مگاوات
Initial Base Load	بار پایه اولیه	۲۵،۰۰۰ مگاوات
Final NG Price	قیمت نهایی گاز طبیعی	۱ دلار بر متر مکعب
Final Fuel B Price	قیمت نهایی سوخت B	۰/۱ دلار به ازای یک واحد
Time Zone-FINAL TIME	افق زمانی شبیه‌سازی	۴۰ سال
Fuel B LHV	ارزش حرارتی سوخت B	۳۵ مگاژول بر واحد
Hydro Plants Annual Operation Hour	ساعت کارکرد سالانه واحدهای آبی	۲۰۰۰ ساعت
GDP Growth	رشد GDP	٪۶
Initial Capacity of CCs	ظرفیت اولیه واحدهای سیکل ترکیبی	۱۵،۰۰۰ مگاوات
Initial Capacity of DGCHPs	ظرفیت اولیه واحدهای DGCHP	۱۵۰ مگاوات

ادامه جدول ۲: اطلاعات استخراج شده از اسناد و مدارک منتشر شده وزارت نیرو

مقدار ـ واحد	معادل فارسی	متغیرهای استفاده شده در مدل
۱۲،۰۰۰ مگاوات	ظرفیت اولیه واحدهای توربین گاز	Initial Capacity of GTs
۱۰۰ مگاوات	ظرفیت اولیه واحدهای تجدیدپذیر	Initial Capacity of RNs
۱۵،۰۰۰ مگاوات	ظرفیت اولیه واحدهای توربین بخار	Initial Capacity of STs
۰ مگاوات	ظرفیت اولیه واحدهای بخار با سوخت B	Initial Capacity of STs according to fuel B
۱٫۸۳۹۰۵e+۱۱ کیلووات ساعت	تقاضای اولیه	Initial Demand
۰/۰۵ دلار بر واحد	قیمت اولیه سوخت B	Initial Fuel B Price
۲۰،۰۰۰ مگاوات	بار میانی اولیه	Initial Middle Load
۰/۴ دلار بر متر مکعب	قیمت اولیه گاز طبیعی	Initial NG Price
۵۰۰۰ مگاوات	بار اوج اولیه	Initial Peak Load
۷۳،۶۵۰،۰۰۰	جمعیت اولیه	Initial Population
۳۶ مگاژول بر متر مکعب	ارزش حرارتی گاز طبیعی	Natural Gas LHV
٪۲۰	حداکثر سهم واحدهای DGCHP	Max. Share of DGCHP Plants
٪۳	مصرف داخلی نیروگاه‌ها	Power Plants Internal Consumption
٪۷	میزان صادرات برق	Rate of Elect. Export
۱۰ سال	افق زمانی توسعه واحدهای تجدیدپذیر	Renewable Plants Expansion Time Zone
٪۵۰	سهم مدت زمان بار پایه سالانه	Share of Base Load Annual Duration
٪۳۳	سهم مدت زمان بار میانی سالانه	Share of Middle Load Annual Duration
٪۱۷	سهم مدت زمان بار اوج سالانه	Share of Peak Load Annual Duration

جدول ۳: برخی اطلاعات مربوط به پارامترهای اقتصادی، فنی و عملکردی فناوری‌های تولید برق

سیستم تولید برق	عمر متوسط واحدهای موجود (سال)	ساعت بهره‌برداری سالانه	کارایی (٪)	شاخص هزینه سرمایه‌گذاری (دلار بر کیلووات)	طول عمر (سال)	مدت زمان ساخت (سال)	هزینه ثابت سالانه تعمیرو نگهداری (٪ از هزینه سرمایه‌گذاری)	هزینه متغیر تعمیر و نگهداری (دلار برکیلووات ساعت)
تولید پراکنده تولید همزمان DGCHP Plants	۱	۶۵۰۰	GHP EFF. = ۷۰ Elect. Eff. = ۳۹	۶۵۰	۲۵	۰/۸	۶	۰/۰۰۲
واحدهای انرژی تجدیدپذیر	۵	۱۵۰۰	–	۲۵۰۰	۱۵	۱	۶	۰/۰۰۵
سیکل ترکیبی CCs	۱۲	۶۰۰۰	۴۵	۶۵۰	۲۵	۳	۵	۰/۰۰۳
سیکل بخار STs	۳۵–۲۰	۸۰۰۰	۳۸	۱۲۰۰–۱۰۰۰	۳۵	۴	۳	۰/۰۰۱۸
توربین گاز GTs	۲۰	۲۵۰۰	۳۰	۳۵۰	۲۵	۱/۵	۶	۰/۰۰۳۸

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

A System Dynamics Model for Enhancing Capacity of Electricity Generation in Iran

Ali Mohaghar[1] Professor, Faculty of Management, Tehran University, Iran.
Kian Najafzadeh[2] Ph.D. Student, Operations Research Trends, Tehran University, Iran (Corresponding Author).

Abstract
Supply development is a major challenge in electric power industry. In order to fulfill this need, and regarding complexities in the energy sector, a comprehensive model such as system dynamics is zimperative. The purpose of this study is to reach this model. The performance of the model was based on the selection of a technology which could give way to the lowest total cost of generation and supply of an electric power unit, thus satisfying energy demand. A time span of 40 years was determined so that all changes and real system dynamics could expose itself. Results show that the yearly trends of electricity demand and supply, on the one hand, and yearly generated electric energy, on the other, are quite comparable.

Keywords: System Dynamics, Electric Energy Generation, Power Generation Portfolio, Supply System Development, Energy Systems Modeling.

1. amohaghar@ut.ac.ir
2. Kian_N_Z@yahoo.com

Journal of Process Development & Management No.30-Summer 2017